

国金证券股份有限公司

关于首华燃气科技（上海）股份有限公司

2021 年年报问询函的核查意见

深圳证券交易所：

根据贵所《关于对首华燃气科技（上海）股份有限公司的 2021 年年报问询函》（创业板年报问询函【2022】第274号）的要求，国金证券股份有限公司（以下简称“国金证券”或“保荐机构”）作为履行首华燃气科技（上海）股份有限公司（以下简称“首华燃气”或“公司”）持续督导职责的保荐机构，就问询函中需要保荐机构发表意见的相关问题进行了核查，具体情况回复如下：

问题 1 公司本期实现营业收入 18.23 亿元，同比增长 19.54%，其中天然气开采及销售业务实现收入 15.15 亿元，毛利率为 27.41%，同比下降 11.74 个百分点。公司海外销售实现收入 2.93 亿元，同比增长 24.31%。公司对外销售的天然气及园艺用品存在向第三方采购的情形，本期外购天然气 27,827.97 万立方米，占总销售量的 27.61%，同比增长 57.57%，外购园艺用品 16,438,600 件，占总销售量的 78.67%。本期净利润为 6,171.20 万元，同比下降 40.22%，年报解释因天然气气量分成收入下降、营业成本提高、致密气补贴下降、财务费用提高所致。请说明：

（1）天然气开采及销售业务毛利率大幅下降的原因，量化说明天然气及园艺用品销售价格、天然气收入分成比例、营业成本变动、政府补助等因素对相应业务毛利率、净利润的影响。

回复：

公司 2021 年度天然气开采及销售业务毛利率为 27.41%，较去年同期下降 11.74 个百分点；园艺用品业务毛利率为 15.40%，较去年同期下降 6.34 个百分点。天然气及园艺用品销售价格、天然气收入分成比例、营业成本变动、政府补助等因素对相应业务毛利率、净利润的影响量化分析如下：

一、天然气及园艺用品销售价格变化对毛利率、净利润的影响

（一）天然气销售价格变化对毛利率、净利润的影响

2021 年度，公司天然气不含税单价 1.74 元/m³，较 2020 年度的 1.42 元/m³ 提高 22.50%。若以 2020 年度平均销售价格为基础进行测算，公司天然气开采与销售业务毛利率为 13.11%，天然气价格上涨导致毛利率上涨 14.30 个百分点，贡献净利润增加 19,840.29 万元。具体测算如下：

项目	2021 年度（实际）	2021 年度（测算）	变动比例/金额
营业收入（万元）	151,568.55	126,623.49	上升 19.70%
毛利额（万元）	41,548.55	16,603.49	上升 150.24%
毛利率	27.41%	13.11%	上涨 14.30 个百分点
贡献净利润（万元）	33,864.87	14,024.58	增加 19,840.29 万元

（二）园艺用品销售价格变化对毛利率、净利润的影响

2021 年度，公司园艺用品业务毛利率为 15.40%，较去年同期下降 6.34 个百分点；毛利额 4,625.41 万元，较 2020 年下降 16.87%。公司园艺用品的主要原材料包括钢材、铝合金、塑料等，受相关原材料价格上升的影响，公司生产成本及外购成本均有所上升；同时 2021 年度人民币汇率波动升值，使得相同外币收入下换算成人民币的收入金额有所下降，也对毛利率的下降产生了一定的影响。公司积极与客户协商，对部分产品的价格进行了调整，但上调程度尚未达到成本的上升幅度。上述因素的综合影响，导致公司园艺用品业务的毛利率、毛利额均出现一定的下降。

二、天然气收入分成比例变化对毛利率、净利润的影响

根据《合作合同》及其补充合同的约定、联管会会议决议，永和 45-永和 18 井区 R 值自 2021 年 2 月份开始大于 1，即自 2021 年 2 月起该区块累计分成收入大于累计投入，北京中海沃邦能源投资有限公司（以下简称“中海沃邦”）于永和 45-永和 18 井区的收入分成比例自 2021 年 3 月起按照中石油煤层气有限责任公司（以下简称“中油煤”）24%、中海沃邦 76%的比例计算。

若 2021 年 3-12 月永和 45-永和 18 井区的收入分成比例仍按 87%进行测算，公司天然

气开采与销售业务毛利率为 31.32%，分成比例下调导致毛利率下降 3.91 个百分点，贡献净利润减少 6,855.81 万元。具体测算如下：

项目	2021 年度（实际）	2021 年度（测算）	变动比例/金额
营业收入（万元）	151,568.55	158,785.06	下降-4.54%
毛利额（万元）	41,548.55	49,727.42	下降 16.45%
毛利率	27.41%	31.32%	下降 3.91 个百分点
贡献净利润（万元）	33,864.87	40,720.68	减少 6,855.81 万元

三、营业成本增加对毛利率、净利润的影响

公司 2021 年度天然气开采与销售业务的营业成本为 110,020.00 万元，较 2020 年提高 43.24%，主要系折旧与摊销上升 19.41%，以及天然气外购成本上升 109.25%。

（一）折旧与摊销成本上升的原因

首先，新投产天然气井投产时间较晚的影响。2021 年度公司天然气井主要在下半年投产，尤其是四季度占到 57%，新投产井的生产时间短，全年气量贡献较小。根据油气资产产量法的摊销公式“当期计提的折耗=油气资产账面净值×当期天然气产量÷（油气资产剩余储量+当期天然气产量）”，在新投产气井尚未贡献较大气量的情况下，按照整体折耗率（即，当期天然气产量÷（油气资产剩余储量+当期天然气产量））参与折耗，使得油气资产摊销金额有所提高。

其次，扩边开发的阶段性影响。根据石油天然气开发规律，资源开发一般在富集区建产，逐渐向次富集区拓展。目前，石楼西区块开发的山 23 层段已逐步向次富集区延伸，在扩边的过程中，会出现单井开发效果的波动，进而影响油气资产的摊销水平。除已报储量的盒 8、山 1 及正在开发的山 2 储量外，公司在开发过程中也发现本溪组、太原组、盒 7-盒 1 段、石千峰均有发育并钻遇含气层位，在相邻区块也已得到了开发，公司将进一步加强研究，优化整体开发规划，由单一开发层位向多层系立体开发转变，随着其他层系储量的逐步落实，在合理的立体式开发方式下，争取更好的资源开发效果。

（二）天然气外购成本上升的原因

在外购天然气规模扩大及天然气价格的上升的情况下，外购天然气成本相应提高。

（三）测算情况

若以 2020 年营业成本为基础对 2021 年的营业成本进行测算，公司 2021 年天然气整体毛利率为 44.33%，单位成本上升导致毛利率下降 16.92 个百分点，贡献净利润减少 21,031.02 万元。具体测算如下：

项目	2021 年度（实际）	2021 年度（测算）	变动比例/金额
营业成本（万元）	110,020.00	84,374.68	上升 30.39%
毛利额（万元）	41,548.55	67,193.87	下降 38.17%
毛利率	27.41%	44.33%	下降 16.92 个百分点
贡献净利润（万元）	33,864.87	54,895.89	减少 21,031.02 万元

综合上述对天然气开采及销售业务毛利率的各项影响因素，公司 2021 年度天然气开采及销售业务毛利率下降 11.74%，主要系由于天然气销售价格上升使得毛利率上升 14.30%、天然气分成比例下降导致毛利率下降 3.91%、营业成本上升导致毛利率下降 16.92% 等因素综合影响所致。

四、致密气补贴下降的影响

公司致密气补贴计入“其他收益”科目，对公司天然气开采及销售业务毛利率无影响。公司 2021 年收到致密气补贴 2,907.10 万元，较 2020 年的 7,852.71 万元减少 4,945.61 万元，致密气补贴下降导致贡献净利润减少 4,203.77 万元。

单位：万元

项目	2021 年度	2020 年度	变动金额
收到致密气补贴	2,907.10	7,852.71	-4,945.61
贡献净利润	2,471.04	6,674.81	-4,203.77

五、财务费用增加的影响

2021 年公司发生财务费用 11,709.02 万元，较 2020 年 6,198.60 万元增加 5,510.42 万元，主要系昆仑信托借款利息增加导致贡献净利润减少 2,826.97 万元；未支付股权款利息增加导致贡献净利润减少 3,535.09 万元。

六、保荐机构核查意见

保荐机构查阅了公司 2021 年度审计报告及财务报表、营业收入及营业成本结构表；

取得了公司 2021 年度天然气销售明细表、天然气销售结算单、园艺用品出口销售明细表及相关出口文件；取得了中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》及补充协议、调整分成比例的联管会会议决议；取得并查验了致密气补贴下发的相关文件及银行进账凭证；取得并复核了财务费用明细表；对天然气及园艺用品业务毛利率变动因素进行分析性复核。

经核查，天然气开采及销售业务毛利率大幅下降主要系天然气收入分成比例下降，折耗与摊销上升及外购天然气成本增加引起营业成本上升所致，毛利率下降、当期取得致密气补贴金额下降、财务费用增加等因素综合影响导致公司整体净利润下降。

(2) 公司本期海外销售的具体地区，本期大幅增长的原因，以及海外销售回款情况，并报备海外销售前五名客户名单。

回复：

一、海外销售情况

公司 2021 年实现海外销售收入 2.94 亿元，均为园艺用品业务收入，同比增长 24.31%，主要原因为受 2020 年新冠疫情等影响，2020 年海运运力紧张，部分订单延至 2021 年执行，使得 2021 年的海外销售收入有所增长；同时，受原材料及外购价格上涨等因素的影响，经与客户协商，公司部分园艺产品价格有所上调。

2021 年海外销售的具体地区情况如下：

单位：万元

序号	地区	收入
1	北美洲	18,138.36
2	欧洲	5,758.77
3	亚洲	3,169.14
4	大洋洲	1,172.51
5	南美洲	1,093.05
6	非洲	47.28
合计		29,379.11

报告期末，公司海外应收账款的前十名客户余额合计为 9,225.73 万元，占整体海外应收账款余额的 88.73%，截至 2022 年 4 月末海外应收账款的前十名客户的回款比例已达到 74.64%。综上，海外客户回款情况良好。

海外销售前五名客户名单请见报备文件《海外销售前五名客户情况》。

二、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司海外收入成本明细表及主要海外客户回款情况统计，抽取了主要海外客户合同、订单、报关单、回款凭证等进行查验。

经核查，公司 2021 年海外销售增长主要系园艺用品业务受 2020 年新冠疫情等影响，2020 年海运运力紧张，部分订单延至 2021 年执行所致，截至 2022 年 4 月末海外客户回款情况良好。

(3) 公司本期外购天然气对外销售，以及采购园艺用品对外销售业务的销售金额、毛利率及回款情况，本期外购天然气量大幅增长的原因及合理性，并报备前述业务的主要供应商及客户，说明相关供应商及客户是否存在重叠情形，如是，请说明原因及合理性，相关交易是否具备商业实质，结合相应业务模式说明公司采用总额法确认收入是否符合企业会计准则相关规定。

回复：

一、公司外购天然气自主销售情况

(一) 销售金额、毛利率及回款情况

2021 年公司外购天然气自主销售业务营业收入 67,610.52 万元，毛利率 21.47%，较 2020 年增长 5.50%，主要系天然气销售价格的上漲幅度大于采购价格的上漲幅度。2021 年度外购天然气自主销售收入的应收账款于 2021 年末已全部收回。

(二) 本期外购天然气量大幅增长的原因及合理性

2021 年度，公司外购天然气量 27,827.97 万立方米，较 2020 年 17,660.61 万立方米增长 57.57%，主要因在下游客户需求稳定的条件下，公司气源供应商中石油煤层气有限责任公司临近石楼西区块的大宁-吉县区块北部的大和地区扩大产能建设，产能有所增加，公司采购量相应增长。

(三) 客户及供应商不存在重叠

前述业务的主要供应商及客户请见报备文件《外采外销主要客户及供应商情况》。公司外购天然气业务采购内容为天然气及管输服务，其中天然气均向中油煤采购，外购天然气业务客户供应商不存在重合情况。

二、公司外购园艺用品对外销售情况

2021 年度，公司采购园艺用品对外销售实现收入 23,981.74 万元，业务毛利率 19.33%。公司拥有园艺用品产品的自主品牌，外购产品购入后根据客户需求与公司自产产品组合或单独对外销售。公司园艺用品业务的销售客户一般按订单回款，其回款不对应具体产品，更无法对应到公司的下游供应商。

2021 年度，公司采购园艺用品对外销售的前五大客户，与公司园艺用品业务的前五大客户一致。2021 年末，公司园艺用品业务应收账款余额为 10,896.75 万元，截止 2022 年 4 月 30 日已回款 7,999.99 万元，期后回款比例 73.42%。

前述业务的主要供应商及客户请见报备的文件《外采外销主要客户及供应商情况》。公司外购园艺用品的供应商均为境内企业，对外销售客户为境外企业及境内电商，采购园艺用品业务客户供应商不存在重合情况。

三、结合相应业务模式说明公司采用总额法确认收入是否符合企业会计准则相关规定

根据《企业会计准则——收入》的相关规定，企业在向客户转让商品前能够控制该商品的，该企业为主要责任人，应当按照已收或应收对价总额确认收入；否则，该企业为代理人，应当按照预期有权收取的佣金或手续费的金额确认收入，该金额应当按照已收或应收对价总额扣除应支付给其他相关方的价款后的净额，或者按照既定的佣金金额或比例等确定。

公司外购园艺用品和天然气对外销售业务中公司为主要责任人，具体判断依据如下：

《企业会计准则——收入》对主要责任人的判断标准	外购园艺用品 对外销售判断依据	外购天然气 对外销售判断依据
企业自第三方取得商品或其他资产控制权后，再转让给客户，企业在转让商品之前或之后承担了该商品的存货风险	公司部分成熟产品及生产工艺较简单的产品通过外协生产，公司掌握产品的核心技术和自主品牌。外协产品购入后根据销售订单需求对外销售	公司与天然气供应商采购合同中约定：在自交付点以后，合同项下卖方出售给买方的煤层气（致密气）的所有权和损失风险由买方拥有和承担
企业自第三方取得商品控制权后，通过提供重大的服务将该商品与其他商品整合成某组合产出转让给客户，企业承担向客户转让商品的主要责任	公司外协生产的产品购入后，根据销售订单需求单独或与自产产品组合后以自主品牌方式对外销售	天然气供应商交付的天然气需进入公司的集气站进行脱水、增压等处理后方可作为商品气对外销售，且在通过交付点后外购的天然气和公司自产的天然气使用同一管道输送至集气站进行集中处理后输送给下游客户，因此对于下游客户来说公司是唯一的供气方
企业有权自主决定所交易商品的价格	园艺用品对外销售价格由公司与客户商业谈判确定	天然气对外销售价格由公司与客户商业谈判确定

综上，公司外购园艺用品和天然气对外销售按总额法确认收入符合企业会计准则相关规定。

四、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司外购天然气业务、外购园艺用品业务的客户及供应商明细、主要客户回款情况；对外购天然气和园艺用品的客户和供应商的工商背景进行了调查，核查相关供应商及客户是否存在重叠情形；抽取部分采购与销售合同、天然气销售结算单、园艺用品销售发货单、报关单、运单等原始单据，核实交易内容及商业实质。

经核查，公司本期外购天然气量大幅增长主要系在下游客户需求稳定的条件下，公司气源供应商中石油煤层气有限责任公司临近石楼西区块的大宁-吉县区块北部的大和地区扩大产能建设，产能有所增加。外购天然气及园艺用品业务相关供应商及客户均不存在重叠情形，相关交易具备商业实质，采用总额法确认收入符合企业会计准则相关规定。

问题 2 年报显示，公司本期现金收购控股子公司西藏沃晋能源发展有限公司 8% 少数股东股权，该子公司除持有北京中海沃邦能源投资有限公司（以下简称“中海沃邦”）股权外，无其他经营业务。中海沃邦本期实现营业收入 14.07 亿元，同比增长 12.21%，净利润 2.14 亿元，同比减少 43.54%。公司未对收购中海沃邦形成的 3.96 亿元商誉计提商誉减值准备。中海沃邦与中石油煤层气有限公司（以下简称“中油煤”）签订相关合作合同形成的合同权益期末账面价值为 24.15 亿元，本期摊销 0.80 亿元，未计提减值。请说明：

（1）结合天然气销售价格、收入分成比例变化、成本费用及毛利率变化说明中海沃邦净利润大幅下降的原因及合理性；本期对中海沃邦商誉减值测试的具体过程，包括资产组的划分依据、可收回金额和关键参数（如预测期营业收入、预测期增长率、稳定期增长率、利润率等）及其确定依据、重要假设及其合理性，关键参数及相关假设是否与 2020 年数据存在较大差异，未计提商誉减值准备的原因及合理性，是否存在不当会计调节的情形。

回复：

一、中海沃邦净利润下降的原因及合理性

中海沃邦为公司天然气开采及销售业务的主要运营主体，中海沃邦净利润的下降原因详见本回复“问题 1”之“(1)”中关于天然气开采及销售业务毛利率、净利润下降的分析。

二、对中海沃邦商誉减值测试的具体过程及重要参数差异分析

（一）资产组的划分依据

公司收购中海沃邦所形成的商誉所在的资产组为中海沃邦的全部经营性资产，即固定资产、在建工程、油气资产、无形资产和长期待摊费用等。

中海沃邦的主营业务为：根据中油煤签订的《山西省石楼西区块煤层气资源开采合作合同》（以下称“《合作合同》”），获得鄂东气田石楼西区块 1,524 平方公里独家勘探开发和生产经营权，在《合作合同》约定的合作期限内，中海沃邦负责全区勘探、资金筹措、

方案编制、工程实施和项目管理。石楼西区块整体地质条件、气藏特征相似，中海沃邦在开发部署井位时，按区块整体情况统一规划部署，开采的天然气均按前述《合作合同》的约定销售、取得天然气销售分成收入，故石楼西区块项目系能够独立产生的现金流的最小单位。因此公司将中海沃邦的全部经营性资产认定为收购所形成商誉所在的资产组。

（二）可收回金额的计算

根据《企业会计准则第 8 号-资产减值》相关规定，可收回金额应当根据资产的公允价值减去处置费用后的净额与资产预计未来现金流量的现值两者之间较高者确定。资产的公允价值减去处置费用的净额应当根据公平交易中销售协议价格减去可直接归属于该资产处置费用的金额确定。无法可靠估计资产的公允价值减去处置费用后的净额的，应当以该资产预计未来现金流量的现值作为其可收回金额。

公司收购中海沃邦所形成商誉的所在资产组是基于中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》，获得鄂东气田石楼西区块 1,524 平方公里独家勘探开发和生产经营权而形成的特定的经营性资产，不存在销售协议和资产活跃市场，也不存在可以参考的同行业类似资产的最近交易价格，因此公司收购中海沃邦所形成商誉的所在资产组的可收回金额根据该资产组预计未来现金流量的现值确定。

通过对资产组所对应的主营业务的业务类型、历史经营状况的变化趋势的分析，预测未来各期间的收入、成本费用以及税金、折旧摊销、资本支出等，从而估算得出未来各期间的资产组现金流量净额，通过折现得到资产组的可收回金额。根据上海东洲资产评估有限公司于 2022 年 4 月 23 日出具的《首华燃气科技(上海)股份有限公司对合并北京中海沃邦能源投资有限公司形成的商誉进行减值测试所涉及的资产组可回收金额资产评估报告》（东洲评报字【2022】第 0846 号），截至 2021 年 12 月 31 日，中海沃邦相关资产组的账面价值（含商誉）为 673,941.79 万元，资产组可回收金额为 688,200.00 万元。

（三）关键参数的选取及重要参数差异分析

1、未来预测、收益期限的确定

根据《合作合同》及其补充合同约定，中海沃邦开采年限到 2037 年度截止，因此明确的预测期期间选择为 16 年，即 2022 年-2037 年，无永续期，相对 2020 年的预测期限

2021年-2037年减少1年。

2、收入预测

中海沃邦的主营业务收入以单价、产气量、分成比例为基础进行预测。

(1) 产气量预测

对于截至评估基准日（2021年12月31日）已投产的井，根据其生产数据，结合动态分析法和类比法分析水平井和垂直井的产量递减规律，拟合其以后年度的产量曲线，并确定未来预测期内已投产井的各期产量；对于未来拟投产的井，结合天然气田地质特征、每口井之间的合理井网井距以及水平井水平段的贯穿长度以及合理的布井厚度确定未来开发部署计划，并根据未来开发计划，结合地质情况和历史生产数据，确定各类别开发井的预计平均储量和衰减情况，形成不同类别井的产能拟合曲线，并计算出未来预测期内拟投产井的各期产量。

(2) 单价预测

以2020年-2021年天然气销售旺季和淡季的平均销售比重确定未来年度的淡旺季销气比重。根据最新合同及调价单来确定未来年度各客户的销气单价，以2021年各客户的销量比重来确定未来年度的销售结构。通过上述过程，确定预测期内的销售单价。

(3) 分成比例预测

根据《合作合同》及其补充合同的约定，以R值表示公司回收与投入的比值：

$$R = \frac{\text{合同者累计所获得的收入（不含回收的生产作业费）}}{\text{合同者投入的全部勘探费用和开发费用}}$$

当R值<1时，中海沃邦的分成比例为87.00%；

当1≤R值<1.5时，中海沃邦的分成比例为76.00%；

当R值≥1.5时，中海沃邦的分成比例为74.90%。

根据历史及预测期的收入、投入的勘探和开发费用情况，逐年计算R值，得到相应年份适用的分成比例。

在 2021 年末对未来预测期各期的分成比例预测中，2022 年起中海沃邦于永和 45-18 井区的收入分成比例为 76%，永和 45-18 井区预计在 2030 年起收入分成比例调整为 74.90%；永和 30 井区预计自 2029 年收入分成比例调整为 76%，预计自 2031 年收入分成比例调整为 74.90%。以 2020 年末评估时使用的分成比例对本次评估进行模拟测算，本次评估预测期营业收入相比测算结果减少 15,446.18 万元，下降幅度仅为 0.40%，影响较小。

(4) 营业收入预测

根据上述单价、产气量、分成比例的预测情况，进而确定预测期的营业收入。本次评估及前次评估中海沃邦预测期营业收入增长率均根据各期产量、分成比例情况而呈现出一定的波动，预测期内营业收入合计数较 2020 年度数据增长 2.77%，差异较小；预测期内平均销售净利率 34.69%，与 2020 年末预测时的 33.25% 差异较小。本次评估对预测期（2022 年-2037 年）各年营业收入具体预测情况如下：

单位：万元

2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年
82,058.61	104,933.07	156,221.33	220,179.63	288,984.02	297,634.21
2028 年	2029 年	2030 年	2031 年	2032 年	2033 年
299,204.22	288,833.22	292,558.89	290,838.73	282,551.88	284,610.96
2034 年	2035 年	2036 年	2037 年	-	-
275,189.67	266,675.17	231,739.52	180,358.43	-	-

3、成本费用的预测

根据各项成本、费用的特征，结合历史财务数据，确定未来期间各项成本、费用、税金预测数。本次评估预测期内中海沃邦营业总成本合计数较 2020 年度数据增长 2.96%，差异较小。

4、折旧和摊销的预测

根据公司现有的各类固定资产和其它长期资产，考虑了改良和未来扩产新增的固定资产、油气资产和其它长期资产计算未来期间的折旧和摊销预测。本次评估预测期内中海沃邦的折旧和摊销合计数较 2020 年度数据下降 2.77%，差异较小。

5、资本性支出预测

主要包括油气资产支出和地面工程支出。油气资产资本性支出根据天然气井投产计划确定。地面工程支出根据单井投资成本、布井计划以及地面工程投入确定。本次评估预测期内中海沃邦资本性支出合计数较 2020 年度数据下降 2.09%，差异较小。

6、折现率

计算资产组未来现金流现值时采用税前折现率，即在算出加权平均资本成本（WACC）后，采用单变量求解的方法转换为税前折现率。具体过程如下：

债权期望报酬率 R_d 的确定：选取中海沃邦的实际债务利率作为债权期望报酬率。

股权期望报酬率 R_e 的确定：由于中海沃邦不是上市公司，其股权期望报酬率 R_e 不能直接计算获得，采用选取对比公司进行分析计算的方法估算中海沃邦股权期望报酬率。第一步，首先在上市公司中选取对比公司，然后估算对比公司的系统性风险系数 β ；第二步，根据对比公司平均资本结构、对比公司 β 以及中海沃邦的资本结构估算中海沃邦的股权期望报酬率。

确定债权期望报酬率 R_d 、股权期望报酬率 R_e 后，根据中海沃邦的资本结构计算 WACC，采用单变量求解的方法转换为税前折现率，并以此作为折现率。本次评估预测期内折现率与 2020 年度数据的计算方式、取值口径均保持一致，预测值无显著差异。

（四）重要假设

1、中海沃邦目前及未来的管理层合法合规、勤勉尽职地履行其经营管理职能，不会出现严重影响企业发展或损害股东利益情形，并继续保持现有的经营管理模式和管理水平。

2、中海沃邦各项业务相关经营资质在有效期届满后能顺利通过有关部门的审批并持续有效。

3、未来预测期内中海沃邦核心管理人员和技术人员队伍相对稳定，不会出现影响企业经营发展和收益实现的重大变动事项。

4、中海沃邦于评估基准日后采用的会计政策和编写评估报告时所采用的会计政策在重要性方面保持一致。

5、假设评估基准日后中海沃邦资产组的现金流入为平均流入，现金流出为平均流出。

6、本次评估引用阿派斯油藏技术（北京）有限公司出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》和《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》。

7、目前，石楼西项目永和 18 井区 5 亿方/年产能建设已经完成，并获得了 5 亿立方米/年的《采矿许可证》，《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区天然气 $12 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发项目》已通过国家能源局备案，中国石油已向自然资源部申请永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的《采矿许可证》，目前自然资源部已受理，正在审批中。本次评估假设中海沃邦最终能获得中华人民共和国自然资源部批准的永和 45-永和 18 井区 12 亿立方米/年的《采矿许可证》。

8、2019 年 3 月 15 日，《鄂尔多斯盆地石楼西区块永和 30 井区致密气 $8.0 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 开发项目》在国家能源局完成备案。在永和 30 井区勘探开发过程中，该地区天然气储量及地质条件呈现了良好的开发前景。经过与合作方中石油煤层气有限责任公司协商，拟向国家能源局备案 10 亿立方米/年的开发项目。2021 年 5 月 24 日《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区致密气 10 亿方开发项目》通过国家能源局备案，2021 年 12 月 7 日获得自然资源部批准的永和 30 井区 10 亿立方米/年的《采矿许可证》。

9、本次评估假设中海沃邦经营场所的租赁合同到期后，中海沃邦能按租赁合同的约定条件获得续签继续使用，或届时能以市场租金价格水平获取类似条件和规模的经营场所。

10、中海沃邦的《高新技术企业证书》取得日期为 2021 年 10 月 25 日，有效期 3 年。假设现行高新技术企业认定的相关法规政策未来无重大变化，对企业目前的主营业务构成类型、未来研发投入占主营收入比例等指标分析后，基于对未来的合理推断，假设中海沃邦未来具备持续获得高新技术企业认定的条件，能够持续享受所得税优惠政策，直到不再开发新的井为止。

（五）商誉减值测试过程

商誉减值测试具体过程如下：

项目	金额（万元）
商誉账面余额 ①	39,617.83

项目	金额（万元）
商誉减值准备余额 ②	-
商誉的账面价值 ③=①-②	39,617.83
未确认归属于少数股东权益的商誉价值 ④	38,833.32
包含未确认归属于少数股东权益的商誉价值 ⑤=③+④	78,451.15
资产组的公允价值 ⑥	595,490.63
包含整体商誉的资产组的公允价值 ⑦=⑤+⑥	673,941.79
资产组预计未来现金流量的现值（可回收金额）⑧	688,200.00
商誉减值损失 ⑨=⑧-⑦（⑨>0，⑨=0）	-

三、未计提商誉减值准备的原因及合理性

基于商誉所在资产组的未来现金流量现值大于包含整体商誉的资产组的公允价值，公司对于收购中海沃邦所形成商誉未计提减值准备具有合理性。

四、保荐机构核查意见

保荐机构取得了中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》，中海沃邦 2020 年度及 2021 年度商誉减值测试报告；复核了商誉所在资产组的划分是否合理；复核了资产组预计未来现金流量的计算过程，分析重要参数与 2020 年度是否存在重大差异。

经核查，公司本期对中海沃邦商誉减值测试具有合理性，关键参数及相关假设与 2020 年数据不存在较大差异，基于商誉所在资产组的未来现金流量现值大于包含整体商誉的资产组的公允价值，公司对于收购中海沃邦所形成商誉未计提减值准备具有合理性，不存在不当会计调节的情形。

（2）合同权益减值测试的关键参数及详细测试过程，毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响，本期未计提减值准备的合理性、谨慎性。

回复：

一、合同权益减值测试的关键参数、毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响

（一）合同权益减值测试的关键参数的确定依据

合同权益系根据未来整体盈利预测数据为计算基础，合理估算合同权益经济寿命期，

确定合同权益在未来收益期的超额现金流贡献。影响合同权益价值的关键参数为未来整体盈利预测、合同权益经济寿命期和折现率，上述关键参数与商誉减值测试的预测一致，各关键参数的确定依据详见本回复“问题 2”之“(1)”中“二、对中海沃邦商誉减值测试的具体过程及重要参数差异分析”中的内容。

(二) 毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响

1、毛利率变动对确定关键参数的影响

根据本回复“问题 1”中的回复，2021 年度公司天然气开采与销售业务毛利率的下降，主要系分成比例下降、营业成本上升所致。对于分成比例变动对关键参数的影响，详见下文“2、收入分成比例变化对确定关键参数的影响”的描述。对营业成本变动对确定关键参数的影响分析如下：

中海沃邦通过签订产量分成合同，作为合作区块的作业者开展天然气的勘探、开发、生产、销售业务。营业成本的主要构成为油气资产及固定资产的折旧与摊销，占比 70% 左右，虽然折旧与摊销上升导致毛利率的下降，但是在计算现金流时，折旧与摊销作为非付现成本，在净利润的基础上被加回，不会对当期现金流产生影响。因此，营业成本上升导致毛利率下降对未来整体盈利预测的影响较小。

2、收入分成比例变化对确定关键参数的影响

在本次及历次评估的预测中，公司均根据历史及预测期的收入、投入的全部勘探和开发费用的预测情况，逐年计算 R 值，以确定预测期各期适用的分成比例。

根据 2021 年 10 月中海沃邦与中油煤签署的《关于确认石楼西项目永和 45-永和 18 井区 R 值大于 1 的时间点及采取固定分成比例的决议》，双方同意：按照当前双方对 R 值的测算，永和 45-永和 18 井区 R 值自 2021 年 2 月份开始大于 1；永和 45-永和 18 井区自 2021 年 3 月份 R 值大于 1 开始，且在 R 值大于 1.5 之前，将采取固定分成比例，即按照中油煤 24%，中海沃邦 76% 的比例进行产品分配。

因此未来盈利预测中 2022 年起中海沃邦于永和 45-18 井区的收入分成比例为 76%，同时根据收入及投入勘探和开发费用的预测，永和 45-18 井区预计在 2030 年起收入分成比例调整为 74.90%；永和 30 井区预计自 2029 年收入分成比例调整为 76%，预计自 2031

年收入分成比例调整为 74.90%。

二、合同权益减值的详细测试过程

(一) 根据《企业会计准则——资产减值》中相关规定判断是否存在减值迹象

《企业会计准则——资产减值》对减值迹象的判断标准	公司合同权益相关情况	是否存在减值迹象
1 资产的市价当期大幅度下跌，其跌幅明显高于因时间的推移或者正常使用而预计的下跌。	合同权益源于中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》中获得的石楼西区块 1,524 平方公里 30 年独家勘探开发和生产经营权，不存在公开市场报价。	不适用
2 企业经营所处的经济、技术或者法律等环境以及资产所处的市场在当期或者将在近期发生重大变化，从而对企业产生不利影响。	合同权益价值来源为销售天然气所产生的收益。天然气作为清洁能源具有巨大的市场潜力，公司天然气销售市场持续稳定增长。	不存在
3 市场利率或者其他市场投资报酬率在当期已经提高，从而影响企业计算资产预计未来现金流量现值的折现率，导致资产可收回金额大幅度降低。	详见（二）、1 的测算过程	不存在
4 有证据表明资产已经陈旧过时或者其实体已经损坏。	合同权益属于无形资产	不适用
5 资产已经或者将被闲置、终止使用或者计划提前处置。	合同权益源于的《合作合同》的期限为 2009 年至 2037 年，《合作合同》执行情况良好，未发生提前终止的情形	不存在
6 企业内部报告的证据表明资产的经济绩效已经低于或者将低于预期，如资产所创造的净现金流量或者实现的营业利润（或者亏损）远远低于（或者高于）预计金额等。	详见（二）、2 的测算过程	不存在

(二) 减值迹象判断标准的具体测算过程

1、市场利率对折现率的影响

近 5 年根据中国证券市场指数计算社会平均收益率及同期的十年期国债到期收益率如下：

期间	社会平均收益率	十年期国债到期收益率
2017 年	10.53%	3.58%
2018 年	10.48%	3.62%
2019 年	9.87%	3.18%
2020 年	9.90%	2.94%
2021 年	9.95%	3.03%

由上表可见近 5 年市场利率总体呈波动下降趋势，未对计算合同权益预计未来现金流量现值的折现率产生不利影响，不会导致资产可收回金额大幅度降低。

2、合同权益未来现金流现值是否低于公允价值

(1) 计算合同权益未来现金流现值的主要参数

影响合同权益价值的关键参数为未来整体盈利预测、合同权益经济寿命期和折现率。

合同权益的未来盈利来源于中海沃邦与中油煤《合作合同》合作期限内依据天然气资源的经济可采储量而预测的天然气产量所产生的销售收入。合同权益初始确认时预测的合同期总产气量为 215.91 亿立方米，2021 年末预测合同期的总产量为 217.89 亿立方米，预测的合同期总产量未发生重大变化。

合同权益经济寿命期为中海沃邦与中油煤《合作合同》的合作期限，截止 2021 年末《合作合同》的合作期限为 2009 年至 2037 年，未发生变化。

计算合同权益未来现金流现值使用的折现率为 11.50%至 11.70%，高于市场平均利率。

(2) 合同权益未来现金流现值的测算过程

资产名称	金额（万元）
资产组未来现金流现值	688,200.00
减：油气资产公允价值	183,974.74
固定资产公允价值	69,599.61
在建工程公允价值	92,667.03
无形资产公允价值	1,805.26
其他非流动资产公允价值	5,877.95
合同权益及商誉公允价值①	334,275.41
商誉（包含少数股东权益）账面价值	78,451.15
合同权益账面价值	241,566.04
小计②	320,017.19

合同权益与商誉系公司非同一控制企业合并中海沃邦取得的资产，合同权益与商誉的价值主要源于《合作合同》中获得的石楼西区块 1,524 平方公里 30 年独家勘探开发和生产经营权，该两项资产性质相似且均属于非实物资产。

由上表可以看出，经测算的资产组未来现金流现值扣除其他资产合计价值后的金额

（表中①）大于商誉与合同权益的账面价值（表中②）。

同时，结合《合作合同》合作期限、石楼西区块探明储量、合同期预测总产气量、折现率等均未发生或未发生较大变化，综合判断合同权益不存在减值迹象。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得了中海沃邦与中油煤签署的《合作合同》，复核了合同权益减值测试的测试过程，分析毛利率变动及收入分成比例变化对确定关键参数的具体影响。

经核查，毛利率的变动及收入分成比例变化会对未来整体盈利预测产生影响，公司进行盈利预测时已考虑上述影响调整部分参数；结合《合作合同》合作期限、石楼西区块探明储量、合同期预测总产气量、折现率等均未发生或未发生较大变化，综合判断报告期内合同权益不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性。

问题 3 年报显示，公司油气资产期初余额为 17.64 亿元，主要系井及相关设施，本期自建新增油气资产 4.11 亿元，计提折旧 3.36 亿元，未计提减值准备；本期新增在建工程-气井建设项目 3.81 亿元，期末在建工程余额为 7.81 亿元。请说明：

（1）油气资产计提折耗的依据及准确性，结合相关油气资产在手订单、减值测试关键参数以及具体过程等说明是否存在减值迹象，未计提减值准备的合理性、谨慎性。

回复：

一、油气资产按产量法计提折耗

公司油气资产按产量法计提折耗，当期计提的折耗=油气资产账面净值×当期天然气产量÷（油气资产剩余储量+当期天然气产量），该计算公式与准则规定一致。其中油气资产剩余储量数据根据阿派斯油藏技术（北京）有限公司出具的《鄂东气田石楼西区块永和 45-永和 18 井区储量评估报告》和《鄂东气田石楼西区块永和 30 井区储量评估报告》所载明的油气储量评估数据确定，油气资产账面价值以及产量数据来自于公司的账面记载，故公司油气资产折耗已根据相关数据准确计算。

“18-45 井区”当期计提折耗=油气资产账面净值 160,988.65 万元×当期天然气产量 59,626.62 万立方米÷（油气资产剩余储量 349,806.86 万立方米+当期天然气产量 59,626.62 万立方米）=23,445.10 万元

“30 井区”当期计提折耗=油气资产账面净值 56,631.45 万元×当期天然气产量 13,365.29 万立方米÷（油气资产剩余储量 60,838.26 万立方米+当期天然气产量 13,365.29 万立方米）=10,200.26 万元

二、油气资产不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性

（一）公司油气资产不存在减值迹象

报告期末，公司从以下几点出发判断油气资产是否存在减值迹象：①公司天然气业务所处的经济、技术及法律等环境是否发生重大变化；②天然气生产经营情况是否正常，是否存在损坏、废弃或由于生产计划改变预计不再使用的大额油气资产。具体判断过程如下：

1、公司天然气的销售市场持续稳定

根据《2021 中国能源化工产业发展报告》预计，“十四五”期间天然气作为低碳能源，将保持 7%以上的年均消费增速，其中国内勘探开发投资持续加码，保证 5%左右的国产气增速。天然气作为清洁能源，是我国实现碳达峰和碳中和目标的着力点。石楼西区块位于山西省。山西省拥有得天独厚的煤层气资源且产量潜能巨大，天然气行业已被山西省委省政府定位为山西省资源型经济转型发展的战略性新兴产业和支柱产业。国务院于 2017 年 9 月颁发《国务院关于支持山西省进一步深化改革促进资源型经济转型发展的意见》（国发〔2017〕42 号，以下简称《支持意见》），要求山西省健全产业转型升级促进机制，打造能源革命排头兵、推动能源供给与消费革命，支持山西省开展煤炭消费等量、减量替代行动，扩大天然气、电能等清洁能源和可再生能源替代试点范围，因地制宜发展地热能、太阳能等可再生能源，加快实施民用、工业“煤改气”工程。综上，国内天然气市场发展潜力巨大，山西市场在产业转型升级的大背景下需求旺盛。

根据公司子公司中海沃邦与中油煤签订的《合作合同》，中海沃邦自合同开始执行之日（即 2009 年 8 月 13 日）起，在不超过 30 个合同年内与中油煤合作开发石楼西区块天然气资源。在该合作合同约定的合作期限内，中海沃邦负责全区勘探、资金筹措、方案编制、工程实施和项目管理。开采的天然气由中海沃邦和中油煤共同销售。

截至 2022 年 4 月 30 日，公司已签订的天然气销售协议如下：

（1）公司子公司中海沃邦作为作业方已与中石油煤层气有限责任公司（卖方）、河北中石油昆仑能源有限公司永和分公司（买方）共同签订《石楼西区块上载西气东输一线项目供用气事宜确认书》，约定 2022 年非采暖季（2022 年 4 月 1 日至 2022 年 10 月 31 日）供气量约为 67 万立方米/日，含税价格按 2.6 元/立方米执行。

（2）公司子公司浙江沃憬能源有限公司与中广核双闵燃气江苏有限公司签订《2022 年天然气购销合同》，约定 2022 年 3 月 31 日至 2023 年 3 月 31 日期间内供气量暂定 6174 万立方米，非采暖季含税价格按 3.5 元/立方米执行，采暖季价格双方另行协商。

由于天然气销售因季节和民生需求分为淡季与旺季，销售价格受淡旺季市场供需影响存在波动性，故中海沃邦销售合同期限一般不超过一年。但天然气行业购销双方合作关系较为稳定，卖方一般会保持客户正常供气，销售关系的确立不仅仅以销售合同或订单为依据。

2、公司天然气生产业务正常运行，且不存在损坏、废弃以及不再使用的油气资产

已投产天然气井目前均正常投产运行，天然气开采和销售业务正常开展；公司已建立相关内控制度，对相关资产进行定期检测和维修保养，未发现损坏、废弃以及不再使用的油气资产情况。

综上所述，由于公司天然气销售市场持续稳定，天然气开采和销售业务正常运行，且不存在损坏、废弃以及不再使用的油气资产，故公司油气资产不存在减值迹象。

（二）油气资产未计提减值准备具有合理性

根据历史销售单价以及阿派斯油藏技术（北京）有限公司对于油气资产剩余储量的评估结果计算，公司油气资产未来现金流量现值预测如下：

内容	数值
油气资产-已投产井待开采储量（万立方米）	410,645.12
预计销售价格（元/立方米，不含税、按本期平均）	1.70
分成比例	76%
资源税率	4.80%
付现成本占收入比率	13.95%
未来现金流量（万元）	431,098.51
合同期内平均每年现金流（万元）	26,943.66
折现率	4.50%
年金系数	11.23
未来现金流现值（万元）	302,685.45
期末账面价值（万元）	183,974.74
结论	未发生减值

上述减值测试主要参数及计算过程如下：

1、“油气资产-已投产井待开采储量”系采用阿派斯油藏技术（北京）有限公司对于油气资产（已开发正生产）剩余储量的评估结果。根据评估结果，“18-45 井区”剩余储量 349,806.86 万立方米，“30 井区”剩余储量 60,838.26 万立方米，合计 410,645.12 万立方米；

2、“预计销售价格”采用报告期平均销售价格；

3、“分成比例”2021 年平均分成比例为 79.57%（其中 45-18 井区自 2021 年 3 月开始分成比例变更为 76%），按照谨慎性原则，未来年度采用合作合同中约定的 76%为分成比例；

4、“付现成本占收入比率”、“资源税率”根据当期实际情况确定；

5、“未来现金流量”431,098.51 万元=“油气资产-已投产井待开采储量”410,645.12 万立方米×“预计销售价格”1.70 元/立方米×分成比例 76%×（1-销售费用率-资源税率）；

6、“合同期内平均每年现金流”26,943.66 万元=“未来现金流量”431,098.51 万元÷剩余合同期 16 年；

7、“折现率”4.5%系根据无风险报酬率 3.2%+个别风险 1.3%得出；

8、“未来现金流现值” 302,685.45 万元=“合同期内平均每年现金流” 26,943.66 万元×折现率 4.5%对应的年金现值系数 11.23。

综上，公司油气资产不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性和谨慎性。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得了并复核了公司 2021 年度油气资产折耗计算方法及计提过程、油气资产减值测试过程；查阅了公司已签订的天然气销售协议，结合《合作合同》相关内容，评价公司对油气资产不存在减值迹象的判断是否合理。

经核查，公司根据相关会计准则按产量法计提油气资产折耗，计提方法合理，计提金额具有准确性，公司天然气的销售市场整体保持稳定、与客户保持良好合作关系，油气资产不存在减值迹象，未计提减值准备具有合理性。

(2) 本期新增在建工程-气井建设项目的具体内容，公司相关油气勘探支出是否满足资本化的条件，结合相关油气勘探支出及开发支出的主要内容等说明计入在建工程或油气资产的金额是否均符合资本化条件。

回复：

一、本期新增“在建工程-气井建设项目”的具体内容

本期新增在建工程-气井建设项目主要包括钻前准备支出、钻井工程支出（包括钻井、固井、录井、测井等作业项目）、完井工程支出（包括压裂、试气等作业项目）、间接费用、利息资本化等各项天然气井建造投入。具体如下：

项目	金额（万元）
钻前准备支出	3,118.11
钻井工程支出	24,213.60
完井工程支出	9,027.37
间接费用	184.31
利息资本化	1,444.15
计提的弃置费用	169.24
合计	38,156.78

二、公司计入在建工程或油气资产的相关油气勘探支出满足资本化的条件

根据《企业会计准则第 27 号——石油天然气开采》相关规定，油气钻井勘探支出包括钻井勘探支出、非钻井勘探支出。非钻井勘探支出主要系地质调查、地球物理勘探等活动发生的支出，于发生时计入当期损益；钻井勘探支出根据其是否发现探明经济可采储量而决定是否资本化。钻井勘探成本在确定该井是否已发现探明经济可采储量前暂时资本化为在建工程，在确定该井未能发现探明经济可采储量时计入损益；若不能确定该井是否发现了探明经济可采储量，在完井后一年内将钻探该井的支出暂时予以资本化。在完井一年时仍未能确定该探井是否发现探明经济可采储量的，如果该井已发现足够数量的储量，但要确定其是否属于探明经济可采储量，还需要实施进一步的勘探活动，并且进一步的勘探活动已在实施中或已有明确计划并即将实施，则将钻探该井的资本化支出继续暂时资本化，否则计入当期损益。

公司油气资产所在区域均为已探明经济可采储量区域，且计入油气资产的气井已投产，相关气井的油气开发成本、弃置费用等已归集完整，符合资本化的条件。

公司本期新增的在建工程-气井建设项目的具体内容包括各项钻前准备、钻井工程、完井工程支出。这些项目均系准则规定的钻井勘探支出，并且已根据成果法原则，对于未能发现探明经济可采储量的项目直接计入当期损益，对于不能确定该井是否发现了探明经济可采储量，在完井后一年内暂时予以资本化。故公司计入在建工程或油气资产的金额均符合准则规定的资本化条件。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得并复核了公司在建工程-气井建设及相关油气勘探支出的归集情况；取得了公司关于气井建设的开发计划；获取公司确认资本化时点的相关依据；取得了公司聘请评估专家出具的储量评估报告，对探明经济可采储量进行核对，并利用外部专家对储量评估报告进行复核。

经核查，公司在建工程-气井建设及相关油气勘探支出的归集和资本化的核算在所有重大方面符合企业会计准则的相关规定。

(3) 本期新增油气资产的具体内容，结合相关在建工程的具体内容及完工进度等说明是否存在在建工程延迟转入油气资产的情形，相关会计处理是否符合企业会计准则的规定。

回复：

一、本期新增油气资产的具体内容

公司本期新增油气资产 41,190.21 万元，均系达到可使用状态的天然气井。

二、公司不存在在建工程延迟转入油气资产的情形

报告期末在建工程具体内容包括尚未达到可使用状态的天然气井以及天然气输气管线建设、配套设施建设等，具体情况如下：

项目		期末余额（万元）	预计投产时间
气井建设项目	尚未完成钻井工程的天然气井	678.43	2022 年
		807.83	2023 年
	已完钻尚未完成完井工程的天然气井	10,117.08	2022 年
		490.62	2023 年
		2,651.15	2024 年
		509.73	2026 年
	已完井尚未连接输气管线的天然气井	18,049.54	2022 年
		18,159.66	2023 年
		6,013.23	2024 年
		2,281.70	2025 年
		8,235.39	2026 年
钻前准备支出	10,162.01	随气井投产时结转	
输气管线建设	永和一石楼联络线	4,986.04	已完成土建工程和管线铺设，尚未完成整体检测验收以及水土保持工程，预计 2022 年建成投入使用。
	60 号台至 50 号台集气管线	404.16	
	60 号台至 62 号台集气管线	425.62	
	其他	668.72	根据工程和水工保护工程完成情况，陆续投产

项目	期末余额（万元）	预计投产时间
配套设施建设	752.15	主要包括井场标准化建设工程、晒水池建设工程等。工程正在建设中，后续根据建设进度完成情况陆续投入使用
办公室装修工程	1,357.30	2022年
集气站建设项目	270.54	2022年
合计	87,020.90	

根据企业会计准则相关规定，在建工程结转油气资产及固定资产条件为所建造的气井及相关设施达到预定可使用状态。公司在天然气井及相关设施达到预定可使用状态时将其结转油气资产及固定资产。公司在建工程余额中的天然气井及相关设施均未达到可使用状态，不满足结转油气资产、固定资产的条件，不存在延迟转入油气资产以及固定资产的情形。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司 2021 年度在建工程明细表；取得了公司在建工程相关合同、工程进度确认单、结算单、验收报告；取得并复核了公司气井建设项目、输气管线建设等项目的主要内容、建设进度、转固时间等。

经核查，公司在建工程余额中的天然气井及相关设施均未达到可使用状态，不满足结转油气资产、固定资产的条件，不存在延迟转入油气资产以及固定资产的情形，油气资产及在建工程的核算在所有重大方面符合企业会计准则的相关规定。

问题 4 报告期内公司研发费用资本化金额为 0.84 亿元。请说明研发支出资本化的具体项目、目前所处阶段、相关项目达到资本化条件的判断依据及确认时点，研发支出资本化确认依据的合理性，是否符合《企业会计准则》的规定。请年审会计师、保荐机构发表明确意见。

回复：

一、公司研发项目的核算方法

公司研发活动主要包括天然气井开采技术研发以及园艺新产品研发。

天然气井开采技术研发主要分为综合地质研究、方案设计阶段和实际开发应用阶段。综合地质研究、方案设计阶段属于研究阶段，该期间发生的支出予以费用化计入当期损益；实际开发应用阶段属于开发阶段，系将研究阶段的理论成果运用到在建的气井或未来开发区域和气井的开发建设中，该期间发生的支出归集在在建工程-勘探开发支出中，其资本化时点参照在建工程-勘探开发支出的资本化判断标准（详见本回复问题3（2））。

园艺新产品 2021 年度研发支出全部计入当期损益。

公司资本化研发项目具体情况如下：

项目名称	截止 2021 年末研发进度	实际投入金额（万元）	费用化金额（万元）	资本化判断依据	资本化开始时点	资本化金额（万元）
2021 年石楼西区块深层煤层气勘探开发评价及现场试验	已完成	207.12	37.10	地质研究论证、方案设计已验收，相关技术进入实际开发应用阶段；相关区域和气井已探明经济储量	2021 年 4 月	170.02
石楼西区块 2021 年度超长侧位移三维水平井试验	已完成	1,515.85	6.83		2021 年 4 月	1,509.02
低浓度低伤害压裂液体体系在石楼西区块非常规致密气藏的试验	已完成	3,829.97	8.07		2021 年 4 月	3,821.90
石楼西区块盒 8、山 1 段富集区现场开发试验	已完成	870.25	16.23		2021 年 4 月	854.02
2021 年度石楼西区块井位部署优化与随钻调整	进行中	416.16	66.28		2021 年 7 月	349.88
石楼西区块 YH37 井区三维地震勘探项目	已完成	1,677.17	67.68		2021 年 9 月	1,609.49
2021 年石楼西区块岩心分析化验	已完成	79.15	67.79		2021 年 11 月	11.36
2021 年度石楼西区块 YH37 井区三维地震资料一体化处理解释	已完成	177.28	68.79		2021 年 12 月	108.49
合计		8,772.95	338.77			

二、上述项目资本化的合理性，是否符合企业会计准则的规定

根据《企业会计准则第 6 号——无形资产》的相关规定，研发项目进入开发阶段的支出可以资本化，同时根据《企业会计准则第 27 号——石油天然气开采》的相关规定已探明经济储量的油气勘探开发支出可以资本化。

公司天然气井开采技术研发属于理论研究、方案设计和开发应用相结合的研究开发活动。理论研究和方案设计阶段处于对需解决的技术问题、技术创新和方案进行资料准备和论证的阶段，该阶段属于研究阶段；当理论研究和技术方案通过验收，开始实际应用到具体气井和区域开发时，项目进入到了开发阶段。进入开发阶段后发生的支出，属于气井和相关区域勘探开发支出计入在建工程-勘探开发支出进行核算，同时相关气井和区域已探明经济储量，符合勘探开发支出可以资本化的条件。

综上，公司关于研发费用资本化时点合理、会计核算符合《企业会计准则》的相关规定。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司 2021 年度研发项目明细、相关合同、研发立项书、阶段报告、验收报告，查验了研发支出资本化确认依据文件并复核研发支出资本化确认时点的准确性。

经核查，公司研发支出资本化的项目主要为天然气井开采技术项目进入开发应用阶段的气井和区域的勘探开发支出，公司根据《企业会计准则第 6 号——无形资产》及《企业会计准则第 27 号——石油天然气开采》将应用开发阶段的支出予以资本化，资本化确认依据合理，符合企业会计准则的规定。

问题 5 公司应收账款期末余额为 1.18 亿元，坏账准备期末余额为 0.1 亿元，请结合预期信用损失模型、账龄分布、客户信用风险状况期后回款情况和同行业公司坏账计提情况等，说明应收账款坏账准备计提是否充分。请年审会计师、保荐机构核查并发表明确意见。

回复：

一、公司应收账款坏账计提政策

公司 2021 年度应收账款坏账计提政策如下：

组合	计提政策
个别认定	已实际发生损失部分全额计提坏账准备
组合计提（账龄组合计提）	参考历史信用损失经验，结合当前状况以及对未来经济状况的预测，以账龄为基础评估应收账款的预期信用损失

公司与同行业上市公司应收账款预期信用损失率对比如下：

应收账款 账龄组合	公司	新天然气（亚美能源）	蓝焰控股
	计提比例	计提比例	计提比例
1 年以内	5%	7.10%	5%
1-2 年	10%	10%	10%
2-3 年	30%	20%	20%
3-4 年	100%	50%	50%

4-5年	100%	80%	50%
5年以上	100%	100%	100%

经比较，公司应收账款账龄组合计提政策和同行业上市公司基本一致。

二、2021年末公司应收账款情况

（一）应收账款账龄分布

2021年末，公司应收账款账龄分布情况如下：

单位：万元

账龄	账面余额	坏账准备	计提比例
1年以内（含1年）	11,248.09	562.40	5.00%
1至2年	176.50	26.28	14.89%
2至3年	76.50	73.85	96.54%
3至4年	91.77	91.77	100.00%
4至5年	122.09	122.09	100.00%
5年以上	132.53	132.53	100.00%
合计	11,847.48	1,008.92	8.52%

（二）主要应收账款余额及期后回款情况

2021年末公司应收账款余额中园艺用品出口业务应收账款余额为10,739.26万元，公司给予出口业务主要客户的应收账款账期为1-12个月不等。截至2021年末上述出口业务客户账期内应收账款比重为93.73%，部分账期外的应收账款在期后已回款，预计收回存在重大风险的应收账款已计提了足额的坏账准备。

其中，前十大余额客户占应收账款余额的比例为80.40%，截至2022年4月末，前十大余额客户回款率为77.87%，结合前十大余额客户回款情况分析，公司回款情况良好。与同行业公司应收账款计提比例基本相同，应收账款坏账准备计提充分。

三、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司截至2021年末应收账款账龄分布明细；根据公司应收账款坏账计提政策复核应收账款坏账计提金额；取得了公司主要客户期后回款情况统计表，并抽查了部分回款凭证；查阅了同行业上市公司2021年年度报告，比较同行业公司坏账计提政策。

经核查，公司应收账款以账龄一年以内应收账款为主，期末余额占比达 94.94%，公司按照坏账计提政策计提坏账准备，与同行业上市公司坏账计提政策无显著差异，截至 2022 年 4 月末回款情况良好，应收账款坏账准备计提充分。

问题 7 年报显示，公司其他应收款-往来款期末余额 692 万元，请说明往来款项涉及交易及往来事项的具体情况，是否存在违规财务资助情形。请年审会计师、保荐机构核查并发表明确意见。

回复：

一、其他应收款具体情况

报告期末，公司其他应收款-往来款期末余额 692.49 万元，主要包括：1) 因转让上海滢薰农业科技有限公司 19% 股权形成应收蒋小龙的股权转让款 475.00 万元，该笔款项已于 2022 年 4 月 20 日收回；2) 历史无法收回的预付货款 182.26 万元转入其他应收款，此部分款项已全额计提坏账准备。其他应收款-往来款主要系股权转让及预付账款转入形成，不存在违规财务资助的情况。

二、保荐机构核查意见

保荐机构取得了公司其他应收款-往来款明细表；查阅了上海滢薰农业科技有限公司股权转让相关协议、股转转让款支付记录。

经核查，公司其他应收款-往来款主要系股权转让及预付账款转入形成，不存在违规财务资助的情况。

(以下无正文)

（本页无正文，为《国金证券股份有限公司关于首华燃气科技（上海）股份有限公司2021年年报问询函的核查意见》之签字盖章页）

保荐代表人：

王 瑶

周海兵

杨 路

国金证券股份有限公司

年 月 日